

Comparing Payment Regulations and Profitability in Germany and France

Comparaison tarif et rentabilité en Allemagne et en France

M. Jenne; Sterr-Kölln & Partner GbR, Rechtsanwälte, Wirtschaftsprüfer, Steuerberater
Freiburg/Paris



EXTERNAL ARTICLE

ENGLISH - FRANÇAIS

The following article looks at the different payment regulation systems of wind power feed-in tariffs in Germany and France with a comparative focus on the profitability of onshore wind projects.

In the first step, the different payment regulation systems are outlined. There after, the initial payments are compared with the average payments during the complete payment period.

In the second step, the profitability of wind park projects in Germany and France is compared by means of an example wind park. Lastly, a sensitivity analysis is documented, integrating the results of the previous profitability study.

1. Payment Regulations in Germany

The Renewable Energy Sources Act (EEG) entered into force on 1 April 2000 superseding the previous nine-year-old feed-in law (in German: StrG).

The Renewable Energy Sources Act provides a basic payment as well as an increased payment for electricity generated by wind power. Payments are granted for a period of 20 years in total. The amount depends on the year of commissioning. While the initial increased payment in the year

L'article suivant fait le point sur les réglementations tarifaires d'injection d'énergie éolienne en Allemagne et en France en comparant la rentabilité de projets de parcs éoliens on-shore dans les deux pays.

Pour cela les réglementations tarifaires des deux pays sont exposées, et la hauteur des rémunérations du début ainsi que des rémunérations moyennes pendant toute la durée de l'exploitation sont comparées.

L'étape suivante consiste à exposer les résultats des calculs de comparaison effectués sur la rentabilité d'un parc éolien pris en exemple. Ces calculs comparatifs ont conduit à une analyse de sensibilité et les conclusions sont exposées ici également.

1. Réglementation tarifaire en Allemagne

La loi sur les Energies Renouvelables (EEG) est entrée en vigueur le 1er avril 2000 et a aboli après neuf ans la loi précédente sur l'injection du courant (StrG).

La loi EEG prévoit une rémunération de base ainsi qu'une rémunération augmentée pour l'énergie d'origine éolienne. La durée de la rémunération est de 20 ans. Le montant de la rémunération dépend de l'année de mise en service.

Germany*	2006	2007	2008	2009**	2010**	2011**	2012**
Increased payment	8,36	8,19	8,03	7,95	7,87	7,79	7,71
Basic payment	5,28	5,17	5,07	5,02	4,97	4,92	4,87

Tab. 1: Initial payments Germany
 Tab. 1: Rémunérations de départ en Allemagne

*for the year of commissioning
 ** according to the draft amendment coming into force in 2009 with a 1% lowered degression

France*	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Expected price increase in % (starting from Jan 07)							
1,75% p.a.	8,20	8,34	8,32	8,30	8,27	8,25	8,23
2,05% p.a.	8,20	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34
2,25% p.a.	8,20	8,34	8,36	8,38	8,39	8,41	8,43
2,50% p.a.	8,20	8,34	8,38	8,42	8,46	8,49	8,53

Tab. 2: Initial payments France
 Tab. 2: Rémunérations de départ en France

*for the year of applying for a power purchase contract (contrat d'achat)

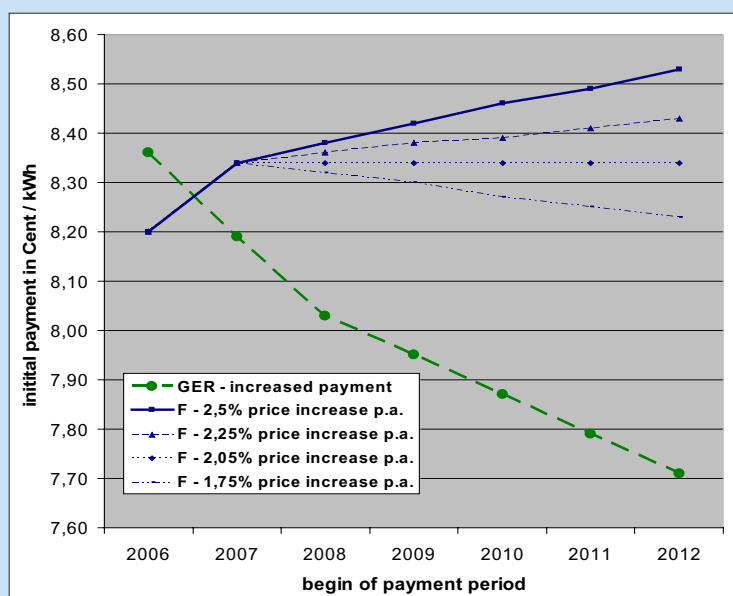


Fig. 1: Initial payments Germany - France
 Fig. 1: Rémunérations de départ en Allemagne et en France

2000 was 8.7 cents per kWh, it has decreased to 8.03 cents in 2008. The time period for the increased payment is calculated depending on the final output achievement and on reference output figures of comparative wind energy turbine types. The time period is at least five years, after which the increased payment is lowered and automatically superseded by the basic payment system. For the commissioning of a plant in 2008, the basic payment fee is currently 5.07 cents per kWh.

An adaptation of payment according to price increases has so far not been included in the Renewable Energy Sources Act.

2. Amendment of the Renewable Energy Sources Act

The Renewable Energy Sources Act is currently being amended. A draft law was passed by the German Cabinet in December 2007 and will come into force on 1 January 2009. In the draft law, a degression of 1% p.a. is planned for

Alors que la rémunération augmentée était en 2000 de 8,7 centimes par kWh, elle n'est plus que de 8,03 centimes par kWh pour une mise en service en 2008. Le délai pour la rémunération augmentée est fixé selon la productivité effectivement atteinte et selon les résultats de référence pour ce type de WEA. Le délai est au minimum de 5 ans. Passé ce délai la rémunération de base est réutilisée. Celle-ci s'élève à 5,07 centimes par kWh pour une mise en service en 2008.

La loi EEG n'inclut aucun ajustement de la rémunération par rapport aux prix.

2. Amendement de la loi EEG

En ce moment un amendement de la loi EEG est en cours. Un projet de loi passé par le gouvernement et daté de décembre 2007 est connu. Celui-ci doit entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Le projet qui est présenté prévoit pour le montant de la rémunération relative à la distribution du

onshore wind energy turbines (to this day having been at 2%).

3. Payment Regulations in France

The current payment regulation for wind power is defined by the decree of 26 July 2006. This decree is based on a previous decree of 8 June 2001 and includes a complete revision of the payment regulation, announced in the so called Loi Pope of 13 July 2005.

The amount of initial payment is calculated with the K factor which is dependent on the year of applying for a power purchase contract (contrat d'achat). An application in 2007 follows an initial payment of 8.37 cents per kWh. The beginning of an annual degression of the K factor for new applications will come into effect for the first time in 2008.

The decree considers a payment period of 15 years. Wind parks, not exceeding 2.400 full load hours p.a., receive the initial payment for 15 years. For all others, a revenue dependent degression sets in with year 11.

Throughout the payment period, the initial payment is regularly adapted through factor L to the yearly price development and wage growth.

4. Comparison of Initial Payments

For many years, payments for energy generated by wind power were higher in Germany compared to France. This situation, however, changed last year. While the German payment has steadily decreased through the yearly degression of 2%, the nominal payment in France has increased through the yearly price adjustment. Furthermore, the initial suspension of degression in 2007 has led to a moderate rise, thus surpassing Germany.

The introduction of a price adjustment component is not being planned in the current draft law of the amendment of the German Renewable Energy Sources Act. Therefore, it is to be expected that the German payment is going to fall even further behind the French payment level.

5. Comparison of the Average Payments

In Germany, the average payment per kWh is dependent on the year of commissioning and the quality of the site. **Table 3** shows the average payment over 20 years per kWh for sites between 2,000 and 2,600 full load hours for commissioning between 2006 and 2010.

For wind parks, commissioned in 2008, the average payment in Germany is going to be between 7 and 8 cents per kWh.

In France, the average payment is influenced by the year of applying for a power purchase contract, the actually accomplished full load hours (quality of site) and the development of the factor L that is based on predefined indices.

For a reasonable comparison, the average payment of French wind parks is calculated for 20 years with an assumed payment equal to the German basic payment in 2007 (5.17 Cent per kWh) for the years 16 to 20. In the **Table 4**, these figures are shown in brackets.

courant d'origine éolienne on-shore, une baisse de 1% par an. (jusqu'à présent de 2%)

3. Réglementation tarifaire en France

Les réglementations sur les rémunérations du courant éolien sont basées sur le décret tarifaire du 26 juillet 2006. Ce décret sur les tarifs repose sur la base du décret du 8 juin 2001 et tient compte de la révision des tarifs prévus par la Loi Pope du 13 juillet 2005.

Le montant de la rémunération de départ se calcule sur le facteur K, qui lui-même dépend de l'année de la demande de contrat d'achat. Pour l'année de la demande 2007 le montant de la rémunération de départ s'élève à 8,37 centimes par kWh. Le taux dégressif du facteur K n'est établi qu'à partir de l'année 2008.

Le décret prévoit un temps de rémunération de 15 ans : Les parcs éoliens dont les résultats ne dépassent pas les 2.400 heures par an de plein fonctionnement, reçoivent la rémunération de départ sur 15 ans, alors que pour les autres parcs éoliens la baisse relative aux résultats s'installe à partir de la 11^{ème} année.

La rémunération de départ est révisée chaque année sur le facteur L pendant le temps de la rémunération par rapport à l'évolution des prix et des salaires.

4. Comparaison entre les rémunérations de départ

Dans le passé, le montant de la rémunération de distribution du courant éolien était plus élevé en Allemagne qu'en France. Cette situation s'est cependant inversée au cours de l'année passée.

Alors que la rémunération en Allemagne est en baisse constante en raison de la dégression annuelle de 2 %, la rémunération nominale en France a augmenté en 2007 en raison de l'ajustement annuel par rapport aux prix et de l'abandon au début de la dégression, et a ainsi dépassé légèrement l'Allemagne.

L'introduction d'une formule d'ajustement des prix n'est pour l'instant pas prévue dans le projet de loi connu en vue d'un amendement de la loi EEG. Dans ces conditions, on peut s'attendre à ce que la rémunération allemande recule en comparaison avec la rémunération française.

5. Comparaison entre les rémunérations moyennes

Le montant de la rémunération moyenne par kWh dépend en Allemagne de l'année de mise en service et de la qualité du site. Le **tableau 3** montre la rémunération moyenne pendant 20 ans par kWh pour des sites entre 2.000 et 2.600 d'heures de plein fonctionnement pour une mise en service pendant les années 2006 à 2010.

Pour les parcs éoliens qui sont mis en service en 2008, la rémunération moyenne sera comprise entre 7 et 8 centimes par kWh.

En France le montant de la rémunération moyenne est défini par rapport à l'année de demande de contrat d'achat d'électricité, au nombre d'heures de plein fonctionnement (qualité du site) et à la fluctuation des indices qui sont à la base du facteur L.

average payment over 20 year per kWh*					
Germany	year of commissioning				
	2006	2007	2008	2009*	2010**
increased payment	8,36	8,19	8,03	7,95	7,87
full load hours					
2.000	8,20	8,03	7,88	7,80	7,73
2.200	7,83	7,67	7,52	7,46	7,38
2.400	7,64	7,49	7,34	7,29	7,22
2.600	7,32	7,18	7,04	7,00	6,93

Tab. 3: Average payments Germany

Tab. 3: Rémunérations moyennes en Allemagne

* based on the current law draft

** based on a degression of 1% from 2010

average payment over 15 (20) years per kWh*					
France	year of application for a power purchase agreement				
	2006	2007	2008**	2009**	2010**
full load hours					
2.000	8,94	9,1	9,14	9,18	9,22
2.200	(8,0)	(8,12)	(8,15)	(8,18)	(8,21)
2.400					
2.600	8,67	8,82	8,86	8,9	8,94
	(7,8)	(7,91)	(7,94)	(7,97)	(8,00)
3.000	8,09	8,23	8,27	8,31	8,34
	(7,36)	(7,47)	(7,50)	(7,53)	(7,55)

Tab. 4: Average payments France

Tab. 4: Rémunérations moyennes en France

* figures in () assumed payment per kWh 5,17 cent for year 16 to 20

** assumed price increase of 2,5% p.a.

The result is that the average payment, calculated for a total of 20 years, is consistently higher in France compared to Germany.

Comparing average payments in Germany and France follows:

- In France, the degression of the initial payment is relativised by the price adjustment which is included in factor K.
- In Germany, the lowering of payment, which is dependent on the quality of site, already affects projects with 2,000 full load hours.
- In France, however, this aspect does not affect projects under 2,400 full load hours.

6. Comparison of Profitability

In Table 5, the effects of different rate regulations on profitability are reflected – on the basis of an exemplary wind park with the following data framework:

Investment and financing:

- Wind park with 5 plants, nominal capacity of 2 MW each
- Quality of site: 2,200 full load hours p.a.
- Total sum of investment: 14,7m EUR:
 - 22% private equity

Pour pouvoir effectuer une comparaison objective des rémunérations moyennes nous avons pris en compte pour les parcs éoliens français une rémunération moyenne pour 20 ans et supposé une rémunération à hauteur de la rémunération de base en Allemagne en 2007 (5,17 centimes par kWh) pour les années 16 à 20. Ces données sont signalées dans le tableau 4 entre parenthèses.

Il en résulte pour la France, dans le cadre de ces suppositions, que les rémunérations moyennes sont plus élevées, et ceci de façon constante.

Voici les résultats de la comparaison des rémunérations entre la France et l'Allemagne.:

- La baisse du tarif de lancement est relativisée en France par l'ajustement des prix compris dans le facteur K.
- La baisse dépendante de la qualité du site est effective en Allemagne pour les projets à partir de 2.000 heures de plein fonctionnement.
- En France la baisse apparaît seulement à partir de 2.400 heures de plein fonctionnement.

6. Comparaison entre les rentabilités

Nous voulons ci-dessous mettre en évidence les répercussions d'une différence de réglementations tarifaires sur la rentabilité d'un parc pris en exemple.

- 78% debt capital, amortisation: 13 years, interest rate: 5.4% p.a., half-yearly amortisation (linear), starting with year 2

Operating costs:

- Full maintenance service dependent on output with 1.1 cents per kWh starting with year 3
- Land leases, business and operational management, insurances, electricity purchase, miscellaneous all in 130,000 EUR p.a.
- Price adjustment of 2% p.a.

Payments are set on the basis of 2007. The calculation of return has been done before tax on the basis of free cash-flow for a period of 20 years.

The basic case shows clearly that the figures of the energy return are significantly higher in France compared to Germany, thus resulting in a higher return on investment.

Subsequently, the exemplary wind park project is economically feasible in France. In Germany, however, the feasibility of the wind park project is a borderline case, depending on the expected ROI of the investor and the requirements of the financing bank.

7. Sensitivity Analysis of Price Development

As a consequence of the nominally constant payment, the

Pour cet exemple de parc éolien nous avons choisi les données suivantes:

Investissement et financement :

- Parc éolien de 5 éoliennes, puissance nominale de 2 MW par éolienne.
- Qualité du site: 2.200 heures de plein fonctionnement par an.
- Volume global d'investissement : 14,7 Mio. EUR :
 - 22 % de fonds propres
 - financement sur 13 ans, 5,4 % d'intérêts par an pour le capital emprunté
 - amortissement linéaire bi-annuel à partir de la deuxième année

Frais de gestion :

- Service entretien relatif à la production : 1,1 centimes par kWh à partir de la 3^{ème} année
- Contrats de bail, gestion technique, assurances, extraction de l'électricité, divers : Forfait de 130.000 EUR par an.
- Ajustement des prix : 2 %

Les rémunérations d'injection sont basées sur l'année 2007. Le taux de rentabilité a été calculé avant impôts sur la base d'un Free Cash-Flow et sur une durée de 20 ans.

L'exemple cité (tableau 5) démontre clairement que les produits de l'électricité sont nettement plus élevés pour le parc

Tab. 5: Results basic case
Annotation:
 The exemplary wind park is fictional and has been chosen in such a way to allow a comparison of both payment regulation systems. The focus is therefore not on the output figures but on the differences between the results of Germany and of France.

Tab. 5: Resultats pour le modèle de base
Annotation:
 Cet exemple de parc éolien est fictif. Les données de calcul ont été choisies afin de comparer les deux réglementations tarifaires et afin de mettre en évidence les différences entre les résultats pour l'Allemagne et pour la France.

	Germany	France
Total investment in m EUR	14,7	14,7
Energy return total in m EUR	34,3	35,7
Free liquidity total in % of equity	304%	344%
Free liquidity in % of equity on average p.a.	15,22%	17,23%
Internal rate of return based on free liquidity	9,37%	12,46%
Wind park with 10 MW nominal capacity and 2,200 full load hours Results before tax		

Tab. 6: Sensitivity price development Germany
Tab. 6: Analyse de sensibilité par rapport au prix pour l'Allemagne

Germany				
Assumed 'price development' in %	1,75%	2,0%	2,25%	2,50%
Energy return total in m EUR	34,3	34,3	34,3	34,3
Free liquidity total in % of equity	307%	304%	300%	297%
Free liquidity in % of equity on average p.a.	15,38%	15,22%	15,05%	14,88%
Internal rate of return based on free liquidity	9,46%	9,37%	9,28%	9,18%

Tab. 7: Sensitivity price development France
Tab. 7: Analyse de sensibilité par rapport au prix pour la France

France				
Assumed 'price development' in %	1,75%	2,0%	2,25%	2,50%
Energy return total in m EUR	35,3	35,7	36,0	36,3
Free liquidity total in % of equity	338%	344%	351%	357%
Free liquidity in % of equity on average p.a.	16,91%	17,23%	17,5%	17,89%
Internal rate of return based on free liquidity	12,10%	12,45%	12,79%	13,14%

Tab. 8: Sensitivity of commissioning Germany
Tab. 8: Analyse de sensibilité par rapport à la mise en service pour l'Allemagne

Germany	2007	2008	2009*	2010**
Year of commissioning				
Energy return total in m EUR	34,3	33,7	33,3	33,0
Free liquidity total in % of equity	304%	284%	274%	264%
Free liquidity in % of equity on average p.a.	15,22%	14,21%	13,71%	13,21%
Internal rate of return based on free liquidity	9,37%	8,40%	7,93%	7,46%

*based on the law draft

**based on a degression of 1% from 2010

Annotation: A possible increase of investment costs and the initial operating costs due to a later implementation are not considered in this calculation.

profitability of wind park projects declines with price increases in Germany.

By annually adjusting the payments however, projects in France are protected against negative influences of price increases as far as possible.

8. Sensitivity Analysis for Date of Commissioning

In the basic case with the set model assumptions, the delay of implementation to the next calendar year leads in Germany to a reduction of the total free liquidity of approximately 20% and of the internal capital return of approximately 1%.

In case of the planned lower degression of 1 % the delay of implementation to the next calendar year would lead to reduction of the total free liquidity of approximately 10% and of the internal capital return of approximately 0,5%

Due to the annual degression, German projects in the planning phase would no longer be economically viable if the implementation of the project were delayed.

In France, the commissioning of a project can be done within three years after applying for a power purchase contract. Therefore, a delayed implementation has hardly any effects on the profitability of the project. If a project is commissioned after these three years, it is only the nominal duration of the payment period which is shortened by this delay.

9. Conclusion

While the French payment regulation system facilitates the profitability of wind park projects, the feasibility of projects in Germany has become a borderline case.

The adjustment of payment over the total payment period gives the French projects more economic stability.

The annual degression makes German projects economically unviable. Due to increased commodity prices and the international market, the initial costs have not decreased compared to the initial years, but have risen dramatically and will probably continue to rise.

In France, the future expansion of wind energy is clearly supported with the amended payment decree of 2006. In Germany, however, market growth will substantially depend on the improvement of payment regulations in the amended Renewable Energy Sources Act. If the current draft law came into force, the future expansion of onshore wind power projects would come to a standstill. It would, in effect, take the winds out of the sails of wind farming.

**For further information please contact
mj@sterr-koelln.com**

situé en France et qu'ils permettent d'espérer une meilleure rentabilité.

Le projet de parc éolien en France est ainsi économiquement réalisable. En Allemagne le projet de parc éolien cité est à la limite de la rentabilité, et celle-ci dépend des attentes de l'investisseur et des exigences de la banque finançant le projet.

7. Analyse de sensibilité par rapport aux prix

La rentabilité des projets éoliens en Allemagne, de par le tarif constant nominal, perd de sa valeur avec l'augmentation des prix (tableau 6). En raison de l'ajustement des prix chaque année les projets en France sont à l'abri des conséquences négatives des hausses de prix (tableau 7).

8. Analyse de sensibilité par rapport à la date de mise en service

Le report de la mise en service à l'année suivante conduit dans l'exemple cité et avec nos suppositions à une réduction du Free Cash Flow d'environ 20 % et de la rémunération interne du capital d'environ 1 % (tableau 8).

En cas de la réalisation de la baisse projetée de 1 % par an, le report de la mise en service à l'année suivante conduirait à une réduction du Free Cash Flow d'environ 10% et de la rémunération interne du capital d'environ 0,5%.

En raison de la baisse annuelle les projets se trouvant en Allemagne en phase de planification ne sont plus réalisables économiquement si la mise en service est retardée.

En France la mise en service d'un projet peut avoir lieu dans les trois ans suivant la demande du contrat d'achat, et un report de la mise en service a donc peu d'incidence sur la rentabilité d'un projet. Si la mise en service a lieu après ce délai de trois ans, la durée du tarif se trouve diminuée du même temps que celui du report.

9. Conclusion

Alors qu'en France la réglementation tarifaire rend possible la rentabilité économique d'un parc, en Allemagne les projets de parcs éoliens sont à la limite de la rentabilité.

L'ajustement des prix au cours des projets en France assure une stabilité économique.

La baisse annuelle entraîne les projets allemands au-delà du seuil de rentabilité. En raison de l'augmentation des prix des matières premières et du marché international, les coûts de revient n'ont pas diminué comme pendant les premières années mais au contraire ont monté en flèche et vont probablement poursuivre leur progression.

Alors qu'en France le décret tarifaire réétudié stimule le développement de l'énergie éolienne, ce même développement en Allemagne va dépendre de façon décisive d'une amélioration des tarifs dans le cadre d'un amendement de la EEG. Si le projet de loi connu devait entrer en vigueur, la réalisation de nouveaux parcs éoliens on-shore serait compromise.

**Pour de plus amples renseignements veuillez contacter
mj@sterr-koelln.com**